

BVEG Stellungnahme

zu der EU-Konsultation:

“Regulation on methane emissions reduction in the energy sector”

Der BVEG begrüßt die Bemühungen der EU, eine EU-weite Regulierung zur Vermeidung und Reduzierung von Methanemissionen zu entwickeln, und unterstützt die Ziele der Kommission, die Datenbasis zur Ermittlung von Emissionsquellen zu verbessern, ein einheitliches Reporting zu etablieren und die Emissionen nachhaltig zu reduzieren.

Zum Erreichen dieser Ziele bedarf es aus unserer Sicht noch einiger Anpassungen und Klarstellungen in der vorliegenden Version der Verordnung. Vor allem die folgenden übergeordneten Punkte sollten Berücksichtigung finden:

1. Verhältnismäßigkeit der Maßnahmen mit erkennbarem Nutzen für das Klima

Ein wirkungsvolles Programm zur Reduzierung von Methanemissionen, wie es von der EU geplant ist, verursacht zusätzliche Aufwände, die von der Industrie grundsätzlich akzeptiert werden. Allerdings muss sichergestellt werden, dass die Verhältnismäßigkeit gewahrt bleibt und ein Gleichgewicht zwischen den Maßnahmen und dem zu erwartenden Nutzen besteht.

Ein Beispiel hierfür sind bereits verfüllte und/oder zurückgebaute Bohrungen. Für sie muss klargestellt werden, dass sie nicht unter die Regelung des Art. 18 (2) fallen. Bisher ergibt sich das nur aus dem Zusammenhang mit Art. 18 (6), während die Definition in Art. 2 (24) das nach seinem Wortlaut offenlässt. Falls der Entwurf es anders meinen sollte und auch derartige Bohrungen unter Art. 18 (2) („inactive wells“) fallen sollten, wäre Folgendes zu beachten: Bei diesen, nach Genehmigung durch die zuständigen Behörden, verfüllten Bohrungen entstehen typischerweise keine Emissionen. Eine dauerhafte Messung der Emissionen an diesen Bohrungen ist daher unverhältnismäßig. Auch eine jährliche Überprüfung der Bohrungen ergäbe keine neuen Erkenntnisse. Ferner liegen diese Bohrungen in der Regel auf renaturiertem Gelände, das sich nicht mehr in der Verantwortung der Industrie befindet. Eine Messung wäre damit auch nur mit einem zum Teil erheblichen Eingriff in die Natur verbunden.

Grundsätzlich muss sichergestellt werden, dass Maßnahmen zur Minimierung der Methanemissionen weder direkt noch indirekt zu einer höheren Umweltbelastung führen als die entsprechenden eingesparten Methanemissionen.

2. Realistische Fristen und Terminierungen

Des Weiteren stellen die in der Verordnung gesetzten Fristen Behörden, Dienstleister und Unternehmen vor zum Teil unlösbare Aufgaben, da die Umsetzung der Maßnahmen in vielen Fällen von noch ungeklärten Faktoren abhängt. So ist zum Beispiel ungewiss, ob genügend akkreditierte Prüfstellen zu den aufgeführten Fristen zur Verfügung stehen, um die hohe Anzahl an geforderten Berichten zu verifizieren. Als ebenfalls problematisch könnten sich Lieferengpässe bei neu zu erwerbendem Equipment erweisen, das benötigt wird, um den Anforderungen der Verordnung nachkommen zu können. Auch die notwendigen Genehmigungsprozesse für die Änderungen an bestehenden oder die Installation von neuen Anlagen wird zeitlich nicht berücksichtigt. Darüber hinaus muss einkalkuliert werden, dass die Maßnahmen bei allen Beteiligten zu einem erhöhten Personalbedarf führen wird. Die entsprechenden Stellen sind nicht nur zu definieren, sondern auch

mit Personen zu besetzen, die gefunden, eingestellt und qualifiziert werden müssen. Bei der Festsetzung der in der Verordnung genannten Fristen sollten diese Aspekte ausreichend Berücksichtigung finden.

3. Technologieoffenheit

In vielen EU-Ländern – so auch in Deutschland – verfügt die Erdgas- und Erdölindustrie bereits über belastbare Emissionsmanagementprozesse. Durch die restriktiven Vorgaben schränkt die Verordnung die Technologieoffenheit für anzuwendende Maßnahmen stark ein. Dadurch wird die Entwicklung und Anwendung fortschrittlicher Methoden verhindert. Da direkte Messungen in vielen Fällen technisch nicht möglich sind und/oder unter Sicherheitsaspekten nicht angewandt werden können, sollten auch andere Ermittlungsverfahren zugelassen werden.

4. Vermeidung von unnötigem Aufwand und Fehlerquellen durch doppelte Berichterstattung

Ein weiterer Aspekt ist das Risiko von doppelter Berichterstattung, die das Risiko birgt, dass es zu fehlerhaften Angaben kommen kann und darüber hinaus einen unnötig hohen Aufwand bei den beteiligten Behörden, Dienstleistern und Unternehmen verursacht. Eine doppelte Berichterstattung findet sich zurzeit z.B. in den Absätzen (4) und (5) des Artikel 12, bei der es zu einer doppelten Erfassung von Emissionen an Standorten kommt, bei denen Betreiber und Eigentümer nicht übereinstimmen. Eine weitere Quelle sind die vielen verschiedenen Fristen, zu denen an unterschiedliche Stellen die gleichen Emissionen berichtet werden müssen. Noch nicht geklärt ist zudem die Frage, wie bereits etablierte Berichterstattung zu Methanemissionen (z.B. E-PRTR - Schadstofffreisetzungs- und -verbringungsregister) zukünftig Berücksichtigung finden.

5. Ergebnis- und risikobasierte Ansätze

Nur durch eine Öffnung der Verordnung für ergebnis- und risikobasierte Ansätze (sowohl im Bereich der zu verwendenden Technologien und aufzubauenden Maßnahmenpaketen als auch bei den einzuhaltenden Fristen) wird die notwendige Flexibilität erlangt, um das Ziel einer effektiven und gleichzeitig effizienten Emissionsreduzierung zu erreichen.

Der BVEG vertritt die Interessen der deutschen Erdgas- und Erdölproduzenten, der Betreiber von Untergrundspeichern, der in dieser Industrie tätigen Dienstleister sowie die Interessen an der wirtschaftlichen Nutzung von Geoenergie.

Artikel 2 (Definitions)

- **Artikel 2 (10):** Um Missverständnissen und dadurch entstehende Fehlinterpretationen vorzubeugen sollte die Definition "emission factor" an die in der Industrie übliche angepasst werden.
 - **Vorgeschlagene Formulierung:** 'emission factor' means a coefficient that quantifies the emissions of a gas per unit activity, which is based on a sample of measurement data, or other methods such as simulation tools and detailed engineering calculations; averaged to develop a representative rate of emission for a given activity level under a given set of operating conditions.
- **Artikel 2 (12):** Es ist nicht immer möglich direkte Messungen auf Quellen- oder Anlagenbasis durchzuführen. Dies kann technische aber auch Sicherheitsgründe haben. Daher sollte dem spezifischen Emissionsfaktor die allgemeine Quantifizierung und nicht allein die direkte Messung zugrunde liegen dürfen.
 - **Vorgeschlagene Formulierung:** "specific emission factor" means an emission factor that has been verified for a specific type of emission source for a specific installation.
- **Artikel 2 (13):** Das genaueste und beste Verfahren, um Methanemissionen zu quantifizieren ist nicht immer die direkte Messung. Darüber hinaus sind in vielen Fällen direkte Messungen nicht immer technisch oder sicher umsetzbar. Die Gas- und Ölindustrie arbeitet kontinuierlich an verschiedenen Methoden zur Erfassung von Methanemissionen, um die Genauigkeit der Messungen zu verbessern. Dabei haben sich für verschiedene Emissionsquellen und unterschiedliche spezifische Betriebsparameter unterschiedliche Methoden zur Quantifizierung der Methanemissionen bewährt. Durch neue Technologien und Erkenntnisse wird das Spektrum der Methoden zur Quantifizierung ständig verbessert. Direkte Messungen sind nur eine von verschiedenen Methoden zur Quantifizierung von Methanemissionen. Um sicherzustellen, dass immer die sinnvollste und unter den gegebenen Umständen beste Methode zur Quantifizierung von Methanemissionen gewählt wird, schlagen wir vor nicht von "direkte Messungen", sondern von "direkten Quantifizierungen" zu sprechen.
 - **Vorgeschlagene Formulierung:** 'direct quantification' includes direct measurements at the methane source, simulations, and engineering estimates. The emission rate is usually specified in mass per time or volume per time.
- **Artikel 2 (15):** Emissionsmessungen auf Standortebene können sowohl auf der Grundlage eines Bottom-up-Ansatzes (durch Aggregation von Emissionen aus Quellen und Anlagen am Standort) als auch eines Top-down-Ansatzes (das heißt Quantifizierung der Gesamtemissionen eines Standortes ohne detaillierte Kenntnisse über die Quellkomponenten) durchgeführt werden. Je nach Art, Größe und geografischer Lage eines Standorts unterscheiden sich Ausrüstung und Methoden zur Quantifizierung von Emissionen. Die Verordnung sollte die für die Emissionsquantifizierung auf Standortebene zu verwendenden Technologien nicht vorschreiben, sondern den Nachweis der Gleichwertigkeit alternativer Technologien ermöglichen.
- **Artikel 2 (17):** LDAR hat das primäre Ziel Methanlecks zu finden und diese reparieren zu lassen. Die Aufgabe von LDAR besteht nicht darin Methanquellen zu identifizieren, daher schlagen wir folgende Formulierung vor:
 - **Vorgeschlagene Formulierung:** 'leak detection and repair survey' means a survey to identify unintentional emissions from leaks.

- **Artikel 2 (18):** Auch wenn Methan der Hauptbestandteil von Erdgas ist, handelt es sich beim Ablassen um die Freisetzung von Erdgas und nicht von Methan allein. Daher schlagen wir folgende Formulierung vor:
 - **Vorgeschlagene Formulierung:** ‘venting’ means the release of uncombusted natural gas into the atmosphere either intentionally from processes, activities or devices designed for such a purpose, or unintentionally in the case of a malfunction or geological constraints;
- **Artikel 2 (19):** Wie in Absatz 18 bereits beschrieben handelt es sich auch beim Abfackeln um die kontrollierte Verbrennung von Erdgas und nicht Methan allein. Daher schlagen wir folgende Formulierung vor:
 - **Vorgeschlagene Formulierung:** ‘flaring’ means the controlled combustion of natural gas for the purpose of disposal in a device designed for said combustion.
- **Artikel 2 (20) (a):** Für den Fall, dass die tatsächlichen Raten und/oder Drücke den zulässigen bzw. den erwarteten Anwendungsbereich überschreiten, kann eine Druckentlastung aus Sicherheitsgründen unvermeidlich sein. Daher sollte “or actual” gestrichen werden.
 - **Vorgeschlagene Formulierung:** failure of the operator to install appropriate equipment of sufficient capacity for the expected rate and pressure of production
- **Artikel 2 (24):** An dieser Stelle ist eine genauere Definition der inaktiven Bohrungen notwendig, um Fehlinterpretationen zu vermeiden. Während die Abgrenzung von inaktiven Bohrungen zu aktiven richtig beschrieben ist, fehlt die Abgrenzung zu dauerhaft verfüllten Bohrungen.
 - **Vorgeschlagene Formulierung:** 'inactive wells' means an oil or gas well or well site where operations for exploration or production have ceased for at least one year and which has not been permanently plugged and abandoned in accordance with regulatory requirements of the competent authorities.

Artikel 3 (Costs of regulated operators)

- **Generell:** Während bei regulierten Infrastrukturbetrieben die anfallenden Kosten und getätigten Investitionen durch die Regulierungsbehörde berücksichtigt werden, ist das bei den in Deutschland nicht regulierten Speicherbetrieben nicht der Fall. Die durch die Verordnung entstehenden Kosten müssen zu 100% von den Betreibern getragen werden. Für nicht kostenregulierte Infrastrukturbetreiber sind daher Anreize auf europäischer oder nationaler Ebene oder andere Mechanismen erforderlich, um bei den Kosten für die Reduzierung und Minderung von Methanemissionen zu unterstützen. Auch im Upstream-Bereich müssen die Kosten zu 100% von den Betreibern getragen werden. Die Kosten können nicht an die Kunden weitergegeben werden, da der Markt die Preise bestimmt.

Artikel 6 (Inspections)

- **Generell:** In Artikel 6 fehlt bisher eine Festlegung, wer die Einordnung des Risikos vornehmen darf, die für die Errichtung der Routinemäßigen Inspektionen erforderlich ist. Darüber hinaus ist zu klären, auf welcher Basis von Kriterien die Einordnung erfolgen soll. Diese müssen sich speziell auf das Risiko von Methanemissionen beziehen.

- **Artikel 6 (1):** Um sich überschneidende Maßnahmen auszuschließen, müssen die in Artikel 6 beschriebenen Inspektionstätigkeiten der zuständigen Behörden zu denen der Verifizierer und des IMEO klar abgegrenzt und spezifiziert werden.
- **Artikel 6 (2):** Es sollte grundsätzlich festgelegt werden, dass Ortsbesichtigungen mit anderen bereits bestehenden Prüfpflichten kombiniert werden, um das Sicherheitsrisiko zu minimieren und den Betrieb nicht unnötig zu beeinträchtigen. "field audits" können gelöscht werden, da die Zielsetzung einer Vorortprüfung mit „site checks“ in Ergänzung zu „examination of documentation“ bereits angemessen berücksichtigt wurde.
- **Artikel 6 (3):** Routinemäßig durchgeführte Inspektionen können helfen Sicherheit zu geben, dass alle Maßnahmen korrekt und im Sinne der Verordnung ausgeführt wurden. Diese Inspektionen anhand eines risikobasierten Ansatzes zu planen ist sinnvoll, allerdings muss hier speziell das Risiko von Methanemissionen die Grundlage bilden und nicht ganz allgemeine Umweltrisiken, da dies zu einer Fehleinschätzung der Situation führen kann. Weitere zeitliche Vorgaben wie sie in diesem Paragraphen vorgeschlagen werden, widersprechen dem Ansatz das Inspektionsprogramm auf einer Risikobewertung basieren zu lassen.
- **Artikel 6 (5):** Ein sehr detaillierter Untersuchungsbericht geht auch immer mit umfangreichen Verwaltungsaufgaben einher. Um diesen Aufwand auf das Notwendige zu begrenzen, schlagen wir vor, den Inhalt der öffentlich zugänglichen Informationen zu beschränken. Dies könnte an den Umfang von Behördenberichten bei der Inspektion eines IED oder SEVESO Standortes angelehnt sein. Werden zusätzliche Informationen benötigt, könnten diese durch die Aarhus-Konvention eingerichteten Mechanismen angefordert werden.

Artikel 9 (Independence and accreditation of verifiers)

- **Generell:** Für den Fall, dass es an Drittanbietern von Verifizierungsdiensten mangelt, sollten die Fristen verlängert werden, damit die Betreiber die Bestimmungen der Verordnung einhalten können. Alternativ sollte die Verordnung in der Einführungsphase eine interne Verifizierung zulassen bzw. auf die Einrichtung einer Verifizierung durch Dritte verzichten.

Artikel 10 (International Methane Emissions Observatory)

- **Artikel 10 (1):** Eine Verifizierung hat bereits durch die vorgelagerten Behörden und Verifizierer stattgefunden. Eine weitere Verifizierung durch das IMEO bedeutet einen weiteren Prozessschritt, der den Gesamtprozess unnötig verlängert und gegebenenfalls zu Verzögerungen führt.

Artikel 11 (Scope)

- **Generell:** Bei der Betrachtung des Geltungsbereiches sollte klargestellt werden, dass diese Bestimmung für Aktivitäten innerhalb der EU gelten.
 - **Vorgeschlagene Formulierung:** This Chapter applies to the activities within the EU referred to in points (a) and (b) of Article 1(2).

Artikel 12 (Monitoring and reporting)

- **Generell:** Um Methanemissionen auf lange Sicht zu senken ist es notwendig die Menge an Emissionen zu quantifizieren. Der BVEG begrüßt dieses Ziel der EU da eine Quantifizierung die Basis für die nächsten Schritte zur Reduktion darstellt.
Allerdings stellen die in diesem Artikel geforderten Fristen zur Einreichung der Berichte eine von den Betreibern nicht komplett beherrschbare Herausforderung dar. Das Fehlen von Informationen zu Referenzmethoden der Probennahmen und Auswertungen sowie die Notwendigkeit noch nicht spezifizierte Messgeräte und Dienstleistungen zu erwerben, kann gerade zu Beginn zu erheblichen, vom Betreiber unverschuldeten, Zeitverzögerungen führen. Wir schlagen daher vor die Fristen an den Abschluss bestimmter Maßnahmen wie der Akkreditierung einer ausreichenden Zahl von Verifizierern zu knüpfen oder um mindestens jeweils 12 Monate zu verlängern.
Um die Verhältnismäßigkeit zu gewährleisten und den Aufwand prioritär auf die Hauptemissionsquellen zu fokussieren, sollte die höhere Anforderung bei der Berichterstattung jeweils nur für die wesentlichen Quellen gelten.
- **Artikel 12 (2):** Direkte Messungen sind nicht immer sinnvoll und zielführend bei der Quantifizierung von Methanemissionen, daher schlagen wir vor den Begriff `direct measurement` durch `direct quantification` zu ersetzen.
Darüber hinaus sollte die Nutzung von Ergebnissen repräsentativer Messungen für gleichartige Quellen möglich sein. Dies würde bei schwer messbaren Quellen und damit fehleranfälligen Messungen die Genauigkeit der Quantifizierung erhöhen.
Eine direkte Messung sollte immer nur dann vorgeschrieben werden, wenn es sich in Absprache mit den zuständigen Behörden um eine wesentliche Quelle handelt, bei der eine direkte Messung sinnvoll und möglich ist.
In diesem Paragraphen sollen Berechnungen überall dort wo es sinnvoll ist von Messungen abgelöst werden. Das Wort `also` impliziert allerdings, dass hier zwei Berichte abgegeben werden müssen. Um Missverständnissen entgegenzuwirken, schlagen wir vor, das Wort `also` zu streichen.
- **Artikel 12 (3):** Sogenannte Top Down Messungen von Methankonzentrationen sollen im Gegensatz zu Bottom-Up Messungen die Gesamtemissionen aus mehreren Quellen gleichzeitig quantifizieren. Allerdings enthalten diese Messungen auch Emissionen anderer Emittenten wie zum Beispiel die naher landwirtschaftlicher Nutzung oder auch natürlicher Quellen wie Mooren. Neben weiteren standortspezifischen Rahmenbedingungen (Waldrand, Hügelland-Lagen; benachbarte Gewerbebetriebe) kommen auch andere Faktoren wie jahreszeitliche Wetterbedingungen (Wind, Temperaturen, Luftfeuchtigkeit, Niederschläge) erhöhen die Messungenauigkeit von Top Down Messungen in unterschiedlicher Weise erheblich und beschränken somit unterjährige Messkampagnen in der betrieblichen Praxis. Einzelversuche zeigen, dass man aufgrund der unterschiedlichen Methoden und Einflussfaktoren bei den Messungen dabei keine signifikante Übereinstimmung der Ergebnisse aus Einzelquellen-Erfassung und Top Down Messungen erwarten darf, besonders wenn sie zeitlich versetzt erfolgen müssen. Das Ziel dieser Überprüfungsmessungen, durch statistische Wiederholungen eine höhere Genauigkeit der Emissionserfassungen zu erzielen, ist daher fraglich und für viele Anlagen mit geringerem Emissionsniveau unverhältnismäßig. Eine genauere Beschreibung und Eingrenzung von Kontrollmessungen für Anlagen mit relevanten Emissionen unter der Berücksichtigung von standortspezifischen Randbedingungen sind notwendig.

- **Artikel 12 (4 und 5):** Die Paragraphen (1) und (2) des Artikel 12 verpflichten die Betreiber in der EU Quantifizierungen von Methanemissionen durchzuführen und diese zu berichten. Dadurch, dass es keine Ausnahmen gibt, werden (anders als bei OGMP, wo nicht alle Betreiber auch Mitglieder und damit reportpflichtig sind) die Emissionen von allen Standorten in der EU berichtet. Die Paragraphen 4 und 5 führen zu einer doppelten Erfassung von Emissionen bei Standorten wo Betreiber und Eigentümer nicht übereinstimmen, und sollte daher gestrichen werden.
Wenn diese Paragraphen wie vorgeschlagen gestrichen werden, ist darauf zu achten, dass dieses auch in den Formulierungen der nachfolgenden Paragraphen (6e) (6f) (7) berücksichtigt wird.
- **Artikel 12 (6 c):** Entsprechend der generellen Kommentierung sollte das Wort "measure" durch "assess" ersetzt werden.
 - **Vorgeschlagene Formulierung:** detailed information on the quantification methodologies employed to assess methane emissions
- **Artikel 12 (6e und f):** 100% der Emissionen werden vom Betreiber berichtet. Paragraf (6e) und (6f) des Artikel 12 führen zu einer Doppelerfassung der Emissionen und sollten daher gestrichen werden.
- **Artikel 12 (8):** Bei dem Vergleich von Top Down und Bottom Up Messungen wird es immer Unterschiede geben (siehe Statement zu Paragraphen (3)). Top down Messungen beinhalten auch Emissionen anderer Emittenten wie zum Beispiel von naher landwirtschaftlicher Nutzung oder auch natürlichen Quellen wie Mooren. Auch andere Faktoren erhöhen die Messungengenauigkeit (Wind, Temperaturen, etc.). Das Ziel der Kontrollmessung kann daher ausschließlich sein, eine mögliche Unterschätzung der Gesamtemissionen festzustellen auf deren Basis die Bottom Up Messung in der Folgeperiode überprüft und gegebenenfalls korrigiert werden muss. Dabei muss der Umfang von Kontrollmessungen verhältnismäßig sein und dem Emissionsniveau der gemessenen Anlage entsprechen.
Dazu kommt, dass eine Überprüfung bei Abweichungen aufgrund des kurzen Zeitfensters nicht in derselben Reporting-Periode, sondern frühestens in der nachfolgenden Periode mit einfließen kann.
- **Artikel 12 (11):** Durch die verschiedenen Stufen der Verifizierung der Daten können auf jeder Stufe Korrekturen der Daten notwendig werden. Werden die Daten auf jeder Stufe veröffentlicht entstehen verschiedene Version der gleichen Quelle, was zu Ungenauigkeiten bei der späteren Verwendung führen kann. Eine Veröffentlichung sollte daher erst stattfinden, wenn die Berichte in der endgültigen final verifizierten Version vorliegen, z.B. auf EU oder IMEO Ebene.

Artikel 13 (General mitigation obligation)

- **Generell:** Der BVEG stimmt dem Ziel dieses Artikels inhaltlich zu, allerdings mit der Einschränkung, dass die Maßnahmen nicht mehr THG-Emissionen verursachen dürfen, als sie einsparen würden.
 - **Vorgeschlagene Formulierung:** Operators shall take reasonable measures to prevent and minimise methane emissions in their operations. The efforts to minimize methane emissions shall not produce greenhouse gas warming directly or indirectly at a higher level of warming effect than the corresponding saved methane emissions.

Artikel 14 (Leak detection and repair)

- **Artikel 14 (1):** LDAR ist eines der wichtigsten Mittel, um Methanemissionen wirksam zu minimieren. Ein Großteil der Betreiber arbeiten bereits heute erfolgreich mit eigenen LDAR Programmen.
Um ein neues, sinnvolles und den Parametern der Verordnung entsprechendes Programm zu planen und aufzubauen, bedarf es allerdings eines Zeitrahmens von mindestens 6 Monaten, wobei der Start der Frist nicht vor Bekanntgabe der zuständigen Behörden liegen sollte.
- **Artikel 14 (2):** Eine Minimal-Frequenz für die Durchführung von LDAR-Programmen einzuführen hilft einheitliche Wettbewerbsbedingungen zu schaffen. Ohne die genauen Rahmenbedingungen zu kennen und Gewissheit darüber zu haben, dass die entsprechenden akkreditierten Dienstleister und die notwendige Technik vorhanden sind, ist ein vorgeschriebener Start der ersten LDAR-Kampagne 6 Monate nach Inkrafttreten der Verordnung unrealistisch. Diese Frist sollte bis frühestens 12 Monate nach Inkrafttreten laufen und auch Parameter mit einkalkulieren, die nicht durch die Betreiber beeinflusst werden können, wie das Vorhandensein von Technik und akkreditierten Dienstleistern.
Darüber hinaus haben sich im Upstream-Kontext jährliche Frequenzen als ausreichend robust erwiesen, um potenzielle Leckagen zu erkennen und zu reparieren. Daher schlagen wir vor, eine jährliche Frequenz als Grundfrequenz einzuführen und später individuelle Zeiträume in Abhängigkeit der Quellen, Anlagen und Absprache mit den zuständigen Behörden auf der Basis von risikobasierten Einschätzungen festzulegen.
- **Artikel 14 (3):** Die hier gewählte Beschreibung der zu verwendenden Gerätschaften schränkt die Möglichkeiten zur Detektion von Emissionen stark ein. Da es bei LDAR-Programmen aber ausschließlich um die Detektion und Reparatur der Leckagen geht, sollten die einzusetzenden Geräte und Methoden nicht beschränkt werden. Eine offenere Formulierung ist hier sinnvoll. Darüber hinaus ist eine genaue Grenzwertfestlegung schwierig, da deren Sinnhaftigkeit von vielen Komponenten wie zum Beispiel der Lage der Quellen (unter- oder überirdisch) und dem tatsächlichen Abstand zur Quelle abhängt.
 - **Vorgeschlagene Formulierung:** In carrying out the surveys, operators shall use technologies that meet at least the threshold of detection of loss of methane from OGI cameras.
- **Artikel 14 (4):** LDAR-Programme zeigen, dass ein Großteil der Emissionen von wenigen Lecks stammen. Daher ist eine Priorisierung der Fristen zur Behebung der Leckagen in Absprache mit den zuständigen Behörden sinnvoll und notwendig. Ein derart kurzes Zeitfenster, wie in diesem Paragraphen festgelegt, kann gerade bei kleineren Leckagen zu einer übereilten und damit nicht nachhaltigen Reparatur führen und Ressourcen von den großen Leckagen ablenken.
Die Verlängerung der Frist in dem Fall, dass eine Reparatur einen Shut-Down oder auch nur Teil-Shut-Down erforderlich machen würde, ist auf jeden Fall sinnvoll. Die Tatsache, dass ein Shut-Down erforderlich wäre, zeigt aber auch, dass eine schnelle "Notlösung" innerhalb eines Tages nicht realistisch umsetzbar ist.
- **Artikel 14 (5):** Eine Erfolgskontrolle nach erfolgter Reparatur eines Lecks ist obligatorisch, die Frist, wann eine solche Kontrolle stattfindet, sollte aber in Absprache mit den zuständigen Behörden von der Leckage abhängig gemacht werden. Reparierte unterirdische Leckagen bereits nach 15 Tagen wieder freizulegen, um die Dichtigkeit zu prüfen ist umwelttechnisch nicht sinnvoll.

Da das Ziel eines LDAR Programms nicht in der Quantifizierung, sondern viel mehr in der zügigen Reparatur der gefundenen Leckagen besteht, sollte an dieser Stelle auf das Reporting von Kleinstmengen verzichtet werden. Die Dokumentation der Entwicklung einer minimalen Leckage ist unnötig, da diese Leckage, sobald sie sich als relevant herausstellt, im Sinne dieser Verordnung sowieso repariert werden muss.

- **Artikel 14 (6):** Eine kontinuierliche Überwachung aller identifizierten Leckagen ist unangemessen und nicht notwendig.
 - **Vorgeschlagene Formulierung:** Without prejudice to the reporting obligations pursuant to paragraph 7, operators shall record all relevant leaks, and shall regularly survey them to ensure that they are repaired.
- **Artikel 14 (7):** Die Erstellung eines Reports sollte jährlich erfolgen. So wird für die zuständigen Behörden sowie die Unternehmen unnötiger Aufwand vermieden.

Artikel 15 (Limits to venting and flaring)

- **Generell:** In dem vorliegenden Artikel fehlt eine angemessene Vorlaufzeit, um die mit der Verordnung einhergehenden Maßnahmen umzusetzen.
- **Artikel 15 (3):** Die dem Paragraphen (3) nachstehenden Unterparagraphen (3a-k) vermitteln den Eindruck einer abschließenden Liste von Umständen zu denen Venting erlaubt ist. Dabei sind verschiedene Situationen aus dem Up- und Downstream-Bereich nicht berücksichtigt und sollten ergänzt werden. Zudem fehlt eine Öffnungs-Klausel, die es den zuständigen Behörden erlaubt weitere Umstände, die bisher noch nicht vorherzusehen sind, in die Liste mit aufzunehmen. Wir schlagen daher vor, folgende Punkte zu ergänzen:
 - l) during construction or decommissioning activities; m) during work on a borehole/well during surveys or safety test; n) during work for well (re-) completions; o) for the operation of a hydraulic workover unit at a borehole; p) for safeguarding hazardous areas for test- and safety reasons; p) for elimination work of gas hydrate plugging; r) when remaining minor volumes are left which can't be flared or recombusted for technical reasons; s) and in all justified situations to be reported to and agreed by the competent authority.
- **Artikel 15 (3i):** Auch wenn Erdgas zum großen Teil aus Methan besteht, geht es in der Beschreibung dieses Paragraphen (3i) um Erdgas. Daher muss das Wort "methane" durch "natural gas" ersetzt werden. Zudem fehlt in der Beschreibung die Möglichkeit, dass es sich um ein nicht brennbares Gasgemisch wie zum Beispiel um ein Erdgas-Stickstoff-Gemisch handelt.
 - **Vorgeschlagene Formulierung:** where natural gas does not meet the gathering pipeline specifications or where a gas mixture is not combustable (i.e. natural gas-nitrogen admixtures), provided the operator analyses methane samples twice per week to determine whether the specifications have been achieved and routes the methane into a gathering pipeline as soon as the pipeline specifications are met.
- **Artikel 15 (4):** Dieser Paragraph sollte zum besseren Verständnis bereits verbunden mit dem Paragraphen (2) aufgeführt werden.
- **Artikel 15 (5):** Flaring kann unter verschiedenen Umständen sinnvoll sein. Dazu können auch ökonomische Gesichtspunkte zählen, die hier nicht ausgeschlossen werden sollten. Immer dann, wenn Flaring den geringsten und schnellsten Aufwand zur Methan-Emissionsvermeidung darstellt, sollten keine höheren Kosten als Aufwand entstehen, die den Kosten für die CO₂-Emissionen des verbrannten Gases übersteigen.

Artikel 16 (Reporting of venting and flaring events)

- **Artikel 16 (1a):** Da das Flaren nur noch in Ausnahmefällen gestattet ist, gehen wir davon aus, dass die beiden Unterpunkte 1a und 1b dieses Artikels als Verknüpfung gedacht sind. Zum besseren Verständnis schlagen wir vor, die beiden Unterpunkte auch sprachlich zu verknüpfen.
 - **Vorgeschlagene Formulierung:** caused by an emergency or a malfunction and
- **Artikel 16 (2):** Dieser Paragraf kann gestrichen werden, da jährliche Reports in Artikel 12 und 16 (3) geregelt sind.
- **Artikel 16(3):** Da die Berichte auf den unterschiedlichen Ebenen competent authorities, EU, IMEO verifiziert und gegebenenfalls nachgebessert werden müssen, sollte der Bericht erst dann veröffentlicht werden, wenn er final ist, damit nicht die Gefahr besteht, dass verschiedene Versionen eines Berichtes im Umlauf sind.

Artikel 17 (Requirements for flaring standards)

- **Generell:** Da sich dieser Artikel mit dem Thema Flaren beschäftigt, sollte auch nur speziell Fackeln, die den Zweck des Abfackelns erfüllen, betrachtet werden. Neben den fest installierten Fackeln können hier auch mobile Fackeln unter die ständigen Kontrollverpflichtungen fallen, was für ihren temporären Einsatz bei Wartungen/Instandsetzungsarbeiten nicht sachgerecht ist. Eine vollständige Zerstörung und Entfernung von Kohlenwasserstoffen ist bei der Verbrennung zurzeit technisch nicht möglich. Daher bedarf es der Klärung was genau mit "complete destruction removal efficiency" gemeint ist.
 - **Vorgeschlagene Formulierung:** Where a facility is built, replaced, or refurbished, or where new flare stacks are installed, operators shall install combustion devices with an auto-igniter or continuous pilot and the best available destruction removal efficiency for hydrocarbons. If mobile flare stacks are used a manual ignition is permitted as long as the activities are performed and observed by qualified operations or maintenance staff.
- **Artikel 17 (2):** Da bei der Umrüstung von Altanlagen Genehmigungen erteilt werden müssen, deren zeitlicher Ablauf nicht durch die Betreiber kontrolliert werden können, sollte die Frist für diese Fälle mit der erteilten Genehmigung erfolgen.
 - **Vorgeschlagene Formulierung:** Operators shall ensure that they apply for permits for all flare stacks to comply with the requirements of paragraph 1 by ... [12 months from the date of entry into force of this Regulation].
The operators ensure that all flare stacks comply with the requirements of paragraph 1 by ... [12 months from the date of permission]

Artikel 18 (Inactive wells)

- **Generell:** Wie bereits zu Artikel 2 (24) angemerkt, bedarf es einer angepassten abgrenzenden Definition des Begriffs der inaktiven Bohrungen. Wir schlagen folgende Definition vor: 'inactive wells' means an oil or gas well or well site where operations for exploration or production have ceased for at least one year and which has not been permanently plugged and abandoned in accordance with regulatory requirements of the competent authorities."

- **Artikel 18 (4):** Da die Berichte auf den unterschiedlichen Ebenen competent authorities, EU, IMEO verifiziert und gegebenenfalls nachgebessert werden müssen, sollte der Bericht erst dann veröffentlicht werden, wenn er final ist, damit nicht die Gefahr besteht, dass verschiedene Versionen eines Berichtes im Umlauf sind.
- **Artikel 18 (6d):** Sobald eine Bohrung verfüllt und saniert ist, ist der Zugang zu der Bohrung nur sehr eingeschränkt und zum Teil nur mit erheblichen Eingriffen in die Natur möglich. Von einer jährlichen Überprüfung muss daher abgesehen werden.

Annex I

- Da bei LDAR das Reparieren der Leckagen im Vordergrund steht, werden hier kaum belastbare Quantifizierungen möglich sein.
- Wie bereits zu Artikel 14 von uns festgestellt wurde, ist es für ein LDAR Programm aus technischer Sicht nicht sinnvoll einen Schwellenwert von 500 ppm festzulegen. Eine entsprechende Anpassung im Artikel 14 muss dann entsprechend auch hier Berücksichtigung finden.

Annex III

- Der Inspektionsumfang in Annex III sollte sich auf die direkt der Fackelanlage zugeordneten Komponenten beschränken. Diese können sich von Anlage zu Anlage unterscheiden, so dass der eigentliche Inspektionsrahmen mit der jeweils zuständigen Behörde abzustimmen ist.
- Die generelle Anforderung, brennende Fackeln im Rahmen der geforderten Inspektionen zwei Stunden lang zu überwachen, ist nicht zielführend.
Begründung: Die Anforderung unterscheidet nicht zwischen stationären (fest installierten) und mobilen (temporär genutzten) Fackelanlagen. Kommen mobile Fackelanlagen zum Einsatz, ist im Zuge der Maßnahmen eine ständige Überwachung durch Personal vor Ort sichergestellt. Bei stationären Fackeln ist eine Unterscheidung notwendig, ob diese mit alarmüberwachten Pilotbrennern ausgestattet sind oder sie für die Abfackelvorgänge automatisch gezündet werden. Es wird nicht klar herausgestellt, ob Annex III auf den eigentlichen Abfackelvorgang von überschüssigen Gasen abzielt oder hier auch die Sicherheitseinrichtungen (Pilotbrenner) inkludiert sind. Bei geplanten Abfackelvorgängen bspw. im Rahmen von Wartungsmaßnahmen, werden diese durch Personal vor Ort begleitet. Eine nicht ordnungsgemäße Verbrennung kann somit direkt identifiziert und behoben werden.